MÓDULO II

DESCRIÇÃO DO CICLO COMBINADO

ÍNDICE

1. CICLO COMBINADO

Ciclo combinado é o emprego de mais que um ciclo térmico em uma planta. Na EPE existem turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, conforme o ciclo de Brayton e o ciclo de Rankine. O calor proveniente da combustão presente nos gases de exaustão da turbina a gás é recuperado nos HRSGs (*Heat Recovery Steam Generators*), produzindo o vapor necessário para o acionamento da turbina a vapor.

Existem usinas que empregam o ciclo simples em parte do seu processo, como usinas açucareiras, siderúrgicas e celulose, onde há o uso de caldeiras para a geração de vapor. Na usina açucareira utiliza-se o bagaço da cana como combustível; na siderúrgica os gases gerados na coqueria e altos fornos consiste no combustível empregado nas caldeiras, enquanto nas empresas de celulose emprega-se a casca do eucalipto como o combustível da caldeira.

Num ciclo simples, a caldeira ou a turbina a gás operam isoladamente. Para o ciclo combinado os dois sistemas interagem, configurando o que se chama de CCPPs (*Combined Cycle Power Plants*).

2. PRINCIPAIS COMPONENTES DAS CCPPS

Os principais componentes de uma CCPPs são a turbina, o recuperador de calor (HRSG) e a turbina a vapor. Os demais equipamentos que estão presentes na planta são de suporte aos citados acima, ou com a finalidade de gerar produto para atender o cliente.

2.1. TURBINAS A GÁS

O principal elemento das termelétricas de ciclo combinado é a turbina a gás, uma tecnologia em grande parte proveniente dos jatos desenvolvidos para as aeronaves militares, onde o combustível é o querosene.

Nas termelétricas, o combustível mais utilizado é o gás natural, embora seja quase sempre dada a possibilidade de operar com um segundo combustível, por exemplo, como o óleo diesel, para evitar interrupções no caso de problemas no suprimento do gás.

Usinas onde não há o fornecimento de gás ainda operam com o óleo diesel, mas têm um custo de geração maior que na geração com o gás natural, além dos problemas trazidos para o meio ambiente pela queima do óleo diesel.

Pode se distinguir três componentes principais em uma turbina a gás:

- O compressor;
- O sistema de combustão (combustor);
- A turbina propriamente dita.

O ar atmosférico captado pelo compressor é comprimido e direcionado para o sistema de combustão. Após passar pelo sistema de combustão, a temperatura se eleva para aproximadamente 1250ºC, devido à queima dos gases. Em seguida o gás expandido é direcionado para o acionamento da turbina, tendo sua pressão reduzida à pressão atmosférica e a temperatura para aproximadamente 550 ºC.

Se uma turbina estiver operando isoladamente (ciclo simples), como nas aeronaves, sua eficiência térmica é baixa, da ordem de **36%**, ou seja, cerca de 64% do calor gerado pela queima do combustível é perdido nas paredes da turbina e nos gases de exaustão. Esta eficiência térmica poderia ser elevada através do aumento das temperaturas e pressões de entrada, porém isto elevaria demasiadamente o custo de construção e manutenção dos equipamentos do processo, inviabilizando o projeto.

A turbina é responsável pelo acionamento tanto do compressor como do gerador elétrico.

A figura 1 apresenta um arranjo típico de uma turbina a gás em ciclo simples, apresentando a energia de entrada e saída:

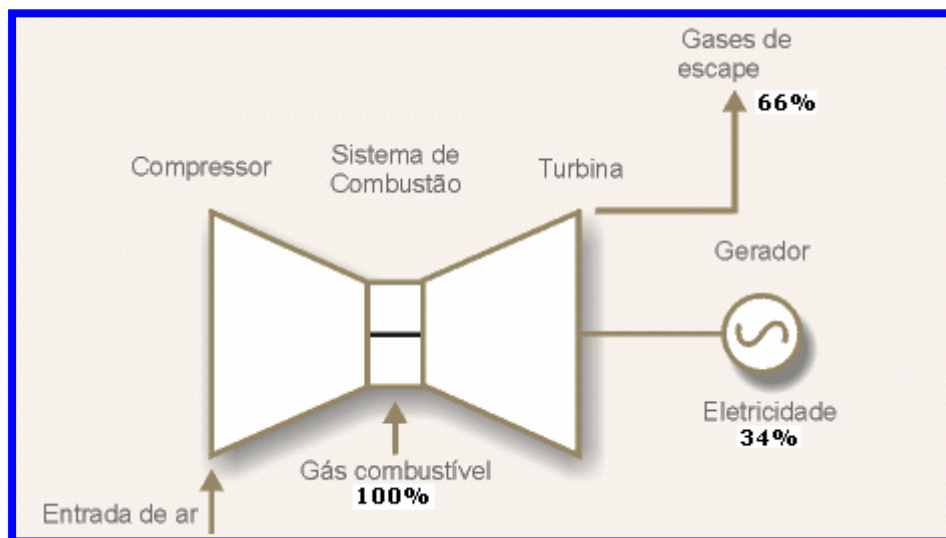



Figura 1 – Ciclo simples Brayton

2.2. GERADOR DE VAPOR DE RECUPERAÇÃO DE CALOR (HRSG)

As CCPPs têm como um dos seus principais elementos um gerador de vapor (caldeira) capaz de recuperar parte do calor dos gases de exaustão das turbinas a gás (HRSG – *Heat Recovery Steam Generator*). Com isto, a eficiência térmica eleva-se substancialmente, como se vê na figura 2, pois o vapor assim produzido aciona uma turbina outra turbina sem necessidade de queima de combustível adicional.

A temperatura máxima que se pode obter no vapor depende da temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás. A temperatura dos gases na saída das turbinas a gás é, em média, da ordem de 550ºC. A quantidade de vapor produzida é suficiente para acionar uma turbina a vapor capaz de gerar a metade da energia elétrica da turbina a gás correspondente. Em conseqüência, um dos arranjos clássicos de uma CCPP consiste em duas turbinas a gás e uma a vapor, todas da mesma capacidade (por exemplo: 150 MW em cada turbina a gás e 150 MW na turbina a vapor).

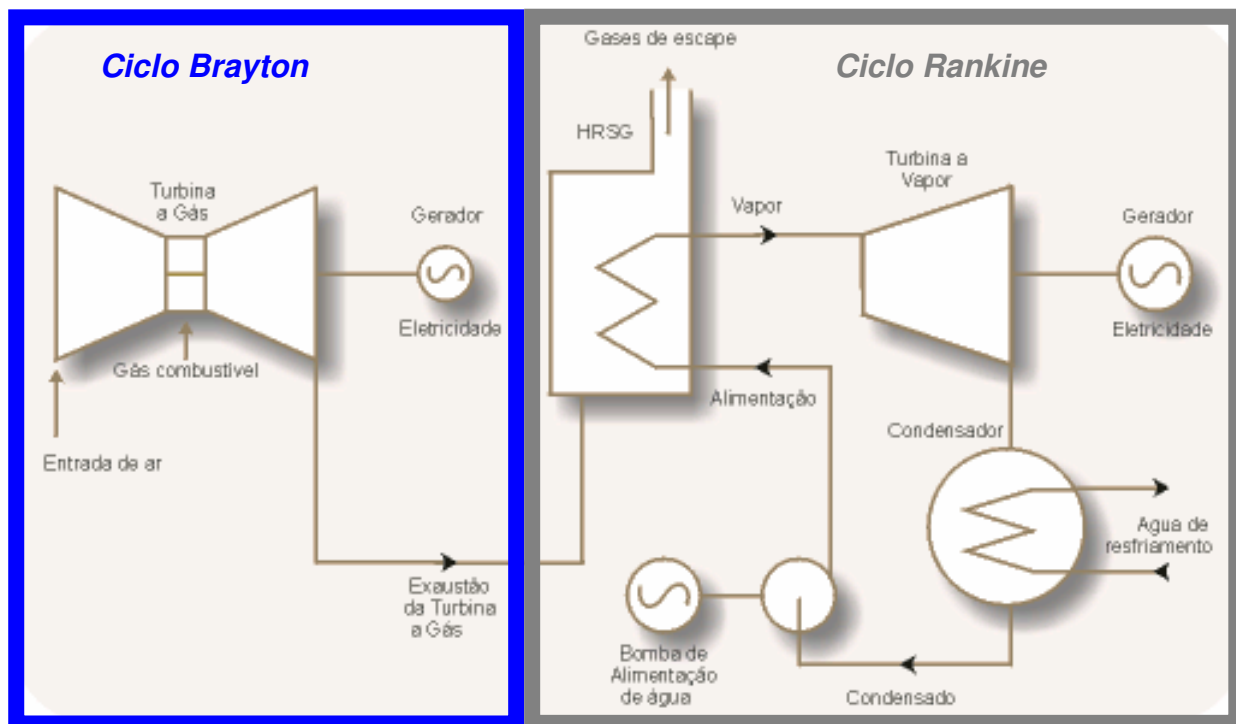



Figura 2 – Ciclo combinado Brayton e Rankine

O gás de exaustão proveniente da turbina a gás é rico em oxigênio, o que permite a queima suplementar de combustível se for desejado vapor em temperaturas mais elevadas ou em maior quantidade.

2.3. TURBINA A VAPOR

O terceiro elemento básico nas CCPPs é a turbina a vapor, cuja função é gerar energia elétrica adicional a partir do vapor produzido no HRSG. Seu funcionamento não difere das turbinas usadas em termelétricas convencionais a vapor, com queima de carvão ou óleo. O vapor saído da turbina é condensado e volta a ser usado como água de alimentação do HRSG, que por isso é denominado como caldeira de ciclo fechado.

Caso a instalação esteja à beira-mar ou próxima de um rio, a preferência é pelo condensador a água, com passagem única. Se isto não for possível, pode-se utilizar torres de resfriamento ou mesmo, caso não haja água disponível, radiadores resfriados a ar. Neste último caso, os investimentos tendem a crescer e a eficiência térmica da planta fica reduzida.

3. CAPACIDADE PRODUTIVA DAS CCPPS

A escolha das turbinas a gás determina a capacidade de produção de uma termelétrica de ciclo combinado. Não se pode, porém, arbitrar livremente a potência de uma turbina, pois os poucos fabricantes mundiais têm suas máquinas padronizadas. Encontram-se turbinas a gás desde 1 MW a 330 MW. As capacidades são referidas às condições "ISO" , ou seja, temperatura ambiente de 15 ºC e nível do mar, e estas são reduzidas para temperaturas mais elevadas e altitudes maiores.

O vapor gerado em uma caldeira de recuperação de calor permite acionar uma turbina de potência aproximadamente igual à metade da turbina a gás correspondente. Considerando que uma turbina a gás tem um gerador com capacidade de 150 MW, a turbina a vapor tem a capacidade de gerar 75 MW. Se considerarmos duas turbinas a gás com geração de 300 MW, a turbina a vapor terá a capacidade de gerar 150 MW.

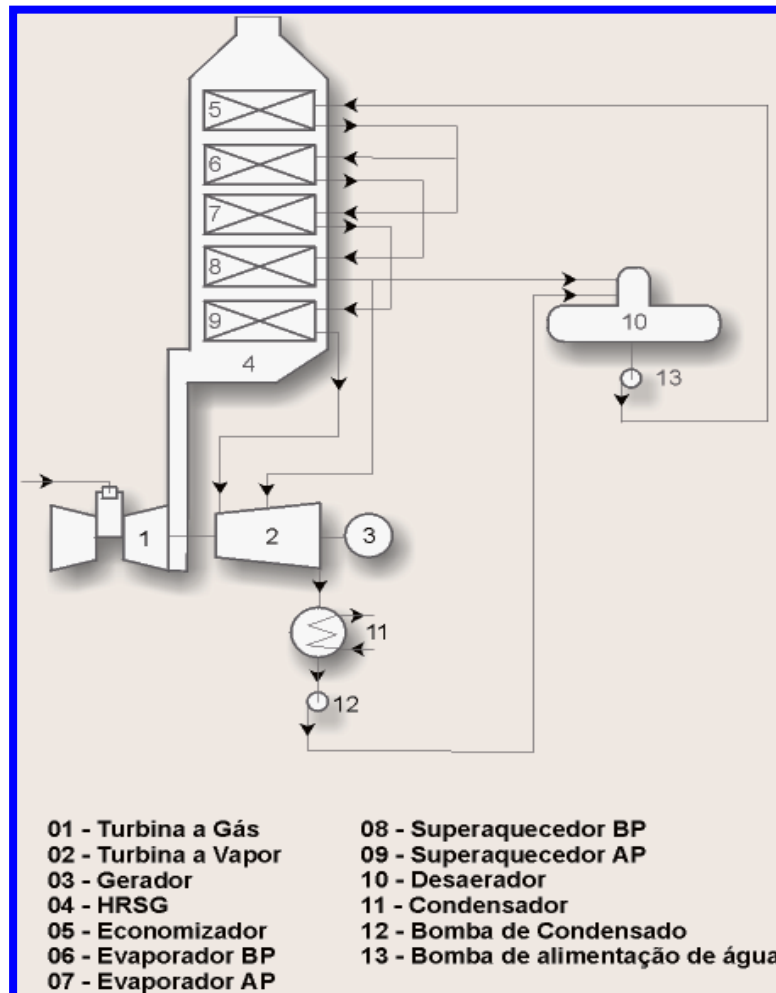



Figura 3 – Ciclo combinado com um gerador

4. CONFIGURAÇÃO DAS CCPPS

4.1 INSTALAÇÕES COM UMA TURBINA A GÁS

Em instalações de uma única turbina a gás dois arranjos são possíveis:

- O mais tradicional prevê geradores elétricos separados, acoplados à turbina a gás e à turbina a vapor.
- A turbina a gás e a turbina a vapor acopladas para acionarem um único gerador, como mostra a figura 3.

A opção por uma única turbina a gás limita a capacidade total e traz problemas de parada total se uma das máquinas apresentar problemas. Desta forma, a preferência é para as instalações com mais de uma turbina a gás.

4.2. INSTALAÇÕES COM MAIS DE UMA TURBINA A GÁS

A maioria das usinas térmicas a gás natural adota a configuração de mais de uma turbina a gás, pois desta forma não há limite à capacidade da usina, e os riscos de paralisação são reduzidos. Um modelo clássico é o chamado 2+1, com duas turbinas a gás iguais, cada uma com seu HRSG, e uma a vapor de mesma capacidade. Desta forma, é possível usar três geradores elétricos de mesmo porte para as três turbinas, com transformadores e demais equipamentos elétricos também padronizados. Um arranjo deste tipo pode ser visto na figura 4.

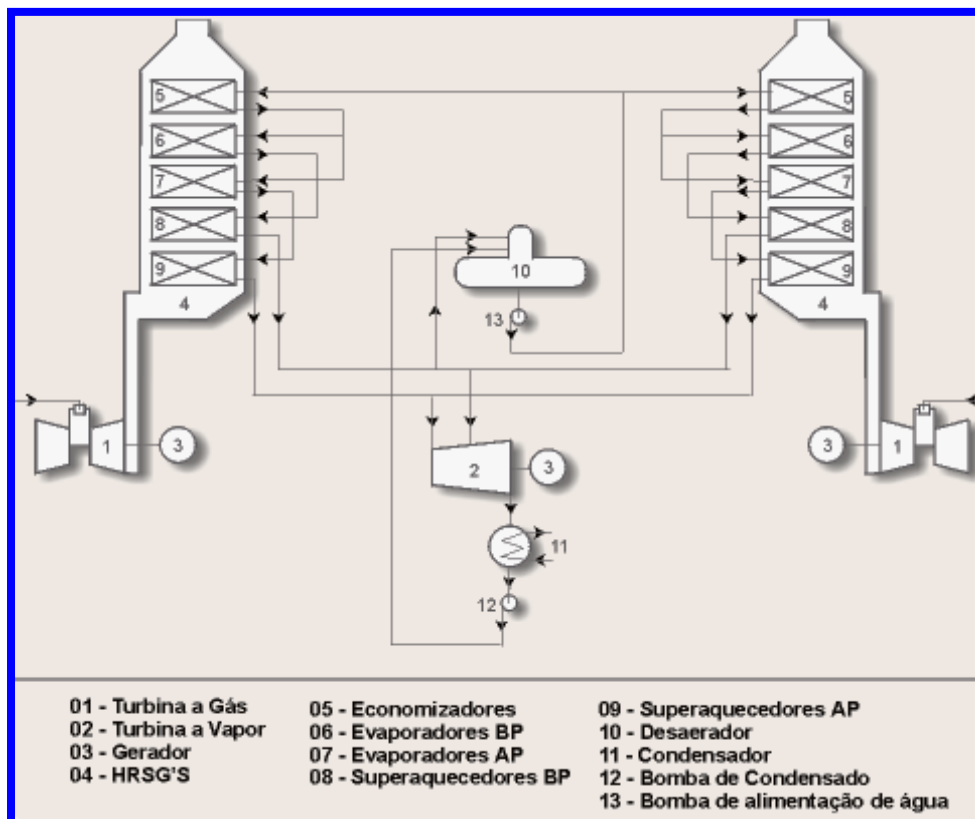



Figura 4 – Esquema de ciclo combinado com três geradores

Neste tipo de configuração é possível parar uma turbina a gás e seu respectivo HRSG, reduzindo a capacidade total à metade. Caso a turbina a vapor pare, pode-se operar em modo "*bypass*", com grande redução na eficiência térmica.

Uma atenção especial em instalações deste tipo (mais de uma turbina a gás) deve ser dada à divisão de carga entre as máquinas a gás, de forma a ter uma equalização de temperaturas e pressões no vapor produzido por seus HRSGs.

A combinação de turbinas a gás e a vapor não está limitada ao arranjo 2+1. Há exemplos de até 5 turbinas a gás associadas a uma a vapor. O emprego de grandes turbinas a

vapor, entretanto, traz dificuldades técnicas à medida em que o número das caldeiras de recuperação de calor em paralelo aumenta.

5. EFICIÊNCIA E DISPONIBILIDADE

5.1. EFICIÊNCIA TÉRMICA

Para se entender eficiência térmica, primeiro deve se entender o ciclo de potência:

$$W = Q_{entra} - Q_{sai}$$

Q_{entra} representa a transferência de energia sob a forma de calor a partir do corpo quente para dentro do sistema, como mostra a figura 5, e Q_{sai} representa a transferência de calor que sai do sistema para o corpo frio. Pela equação acima fica claro que $Q_{entra} > Q_{sai}$ para um ciclo de potência. A energia fornecida por transferência de calor para um ciclo de potência é normalmente oriunda da queima de combustível ou de uma reação nuclear controlada, ou ainda da radiação solar.

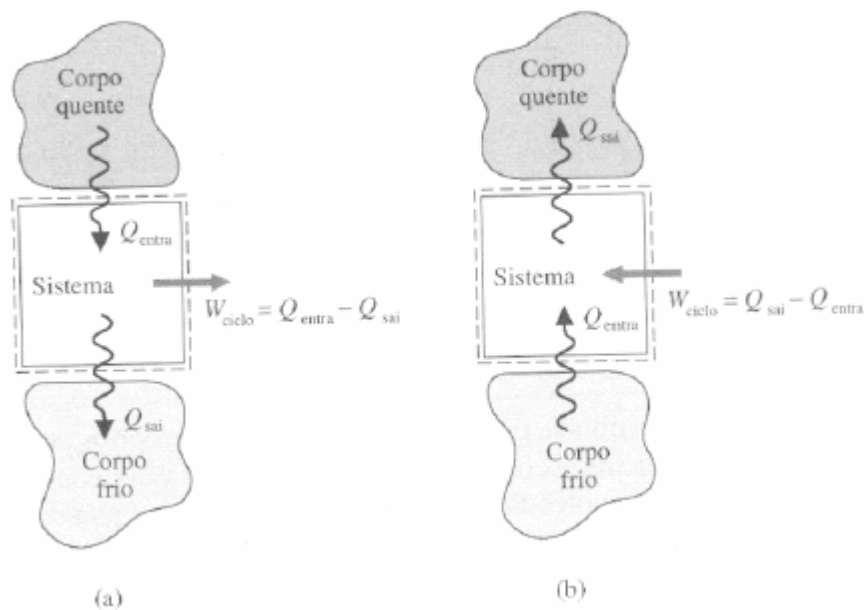



Figura 5 – Sistema de transferência de calor

O desempenho de um sistema, ou eficiência, é:

$$\eta = \frac{W_{ciclo}}{Q_{entra}}$$

$$\eta = \frac{Q_{entra} - Q_{sai}}{Q_{entra}} = 1 - \frac{Q_{sai}}{Q_{entra}}$$

Onde:

W – trabalho;
Q – calor.

Já que a energia se conserva, conclui-se que a eficiência térmica jamais pode ser maior que 100%. Conforme a 2º lei da termodinâmica, nem toda a energia fornecida na entrada do sistema é convertida em trabalho, pois uma parte dela é descarregada para o corpo frio por transferência de calor, como mostra a Figura 5.

A eficiência térmica das CCPPs é melhor que as maiores e mais modernas usinas a carvão ou a óleo. Como exemplo:

- a usina de Drax, na Inglaterra, uma termelétrica a carvão de 4.000 MW, chega a 40% de eficiência. A perda neste tipo de usina é em torno de 60%;
- motores diesel que podem atingir 44% de eficiência, tendo como perda 56%.

A estas instalações comparam-se as CCPPs – termelétricas a gás natural de ciclo combinado, turbina a gás e a vapor – capazes de atingir 56% de eficiência térmica. Mesmo usinas mais antigas ficam acima de 47%, valores que, com a tecnologia hoje disponível, não são encontrados em nenhuma outra usina térmica a carvão ou diesel comercialmente em uso.

5.2. DISPONIBILIDADE

Diz-se que uma planta perde disponibilidade quando para de gerar energia elétrica, seja por paradas programadas, paradas imprevistas ou restrições à produção de qualquer natureza. A disponibilidade é calculada com base dos dados anuais em termos percentuais, comparando-se a totalidade das horas do ano com as do efetivo funcionamento, como mostra a fórmula abaixo.

$$Disp_{[\%]} = \frac{E_{Max} - (E_{Forced} + E_{Planned})}{E_{Max}} \times 100$$

E_{Max} - Energia máxima que poderia ser produzida;
E_{Forced} - Energia não produzida devido a paradas forçadas.
$E_{Planned}$ - Energia não produzida devido a paradas planejadas.

As paradas programadas de uma CCPP são em geral determinadas pelas turbinas a gás, que normalmente são previstas para trabalhar até 8000 horas sem interrupção. Na prática, a perda de disponibilidade situa-se entre 2 e 12% ao ano, fixando-se em 5% em um horizonte de 5 anos. Os demais componentes de uma CCPP (HRSG e turbina a vapor) terão sua manutenção contida nestes prazos, o que facilita em muito a programação das paradas para manutenção.

Dados estatísticos mostram que as demais perdas de disponibilidade situam-se entre 3 e 6%, o que significa que algo próximo a 90% pode ser a disponibilidade média de uma CCPP.

6. QUESTÕES AMBIENTAIS

Apesar das vantagens relativas do gás natural, quando comparado ao petróleo e ao carvão mineral, seu aproveitamento energético também produz impactos indesejáveis ao meio ambiente, principalmente na geração de energia elétrica. Um dos maiores problemas é a necessidade de um sistema de resfriamento, cujo fluido refrigerante é normalmente a água.

Nesse caso, mais de 90% do uso de água de uma central termelétrica pode ser destinados ao sistema de resfriamento. Embora existam tecnologias de redução da quantidade de água necessária e de mitigação de impactos, isso tem sido uma fonte de problemas ambientais, principalmente em relação aos recursos hídricos, em função do volume de água captada, das perdas por evaporação e do despejo de efluentes.

O gás natural é, em princípio, isento de enxofre e de cinzas, o que torna dispensáveis as custosas instalações de dessulfurização e eliminação de cinzas que são exigidas nas térmicas a carvão e a óleo.

O problema da chuva ácida é mínimo em uma térmica a gás natural, e a contribuição para o aquecimento global, por KW gerado, é muito menor que nas correspondentes a carvão e óleo, por força da melhor eficiência térmica. Como o gás natural é rico em hidrogênio quando comparado aos demais combustíveis fósseis, a proporção de gás carbônico gerado por sua queima é significativamente mais baixa.

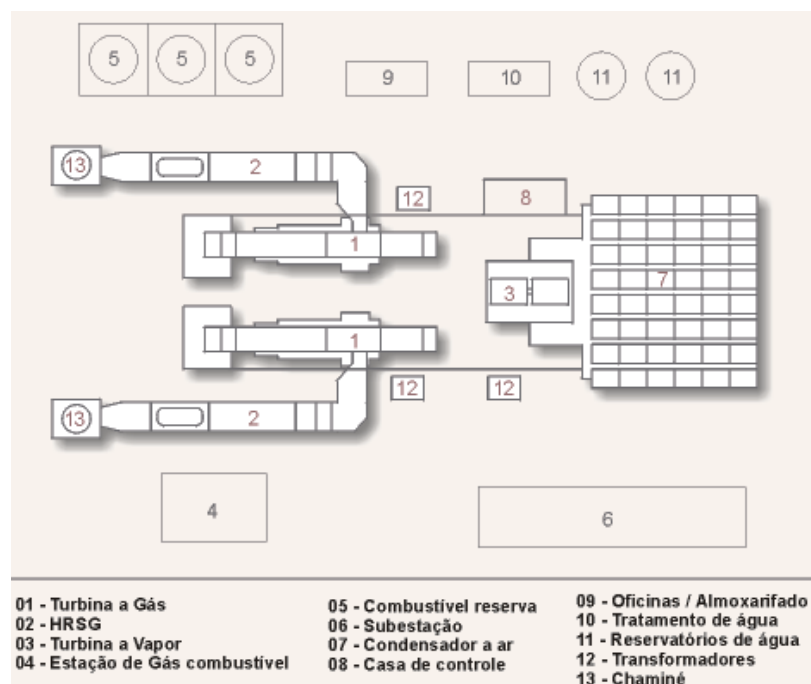



Figura 6 – Espaço médio ocupado por uma usina termelétrica

Em termos de poluição atmosférica, destacam-se as emissões de óxidos de nitrogênio (NO_X), entre os quais o dióxido de nitrogênio (NO_2) e o óxido nitroso (N_2O), que são formados pela combinação do nitrogênio com o oxigênio. O NO_2 é um dos principais componentes do chamado *smog*, com efeitos negativos sobre a vegetação e a saúde humana, principalmente quando combinado com outros gases, como o dióxido de enxofre

(SO_2). O N_2O é um dos gases causadores do chamado efeito estufa e também contribui para a redução da camada de ozônio.

A idéia popular de que turbinas a gás produzem alto nível de ruído (impressão que vem das turbinas de avião) não é verdadeira. Em CCPPs bem projetadas, a poluição sonora não excede a de usinas equivalentes operando a vapor, e situa-se facilmente dentro das exigências legais.

Uma vantagem deste tipo de termelétrica é a de ocupar espaços reduzidos em relação às demais. Uma instalação típica 2+1, de 360 MW, pode ser feita em um terreno de 200 x 400 metros, como pode ser visto na figura 6.

Também na altura das chaminés as CCPPs trazem vantagens sobre térmicas a carvão ou óleo. Como o gás é basicamente isento de enxofre e cinzas, a chaminé de concreto com 250 m de altura, típica de grandes usinas, pode ser substituída por duas peças de 30 m , em aço. A não existência de grandes áreas de estocagem de carvão ou parque de tanques de óleo é ainda um ponto a favor das usinas a gás natural, embora nelas existam, como se pode observar na figura acima, reservatórios para combustíveis de reserva.

7. Tempo de Construção, Investimento e Operação

Atualmente, com o número de CCPPs aumentando em todo o mundo, os prazos de entrega de turbinas a gás têm se alongado, havendo verdadeiras filas que tornam o tempo de espera incerto. Com exceção deste inconveniente, o prazo de construção de uma usina tipo CCPP não excede 2 anos, enquanto uma térmica a óleo ou carvão equivalente leva em média 3 anos.

Os investimentos necessários são também menores. Uma usina a carvão, incluindo a unidade de dessulfurização dos gases de escape da chaminé (hoje exigência em todo o mundo) fica 80% mais cara que uma CCPP equivalente. O gás usado, porém, deverá ser um produto de elevada qualidade, enquanto as outras térmicas podem lançar mão do carvão não tratado ou óleos combustíveis residuais, de custo menor.

Graças ao não manuseio de combustível e ao alto grau de automação que se pode alcançar em uma CCPP, o número de operários é comparativamente pequeno em relação às térmicas tradicionais (em uma termelétrica a gás natural de ciclo combinado de 800 MW podemos esperar algo entre 30 e 60 homens).

8. A USINA DE CUIABÁ

8.1. HISTÓRICO DA USINA

A usina está localizada em Cuiabá, tem potência nominal de 480MW e é projetada tanto para operação em "carga base" (*base load*) quanto para regime de carga parcial, com partidas e paradas. Ela é composta dos seguintes componentes principais:

- 2 turbinas a gás V84.3A(2) da Siemens;
- 2 geradores de vapor de recuperação de calor (ou HRSGs, *Heat Recovery Steam Generators*, comumente referido como caldeiras) com circulação natural horizontal e pressão tripla com reaquecimento, fabricante Hanjung;
- 1 turbina a vapor de condensação com carcaça dupla, fluxo de vapor de exaustão radial e condensador resfriado a água, de fabricação Siemens.

As duas turbinas a gás recebem a alcunha específica de **GT11** e **GT12**, enquanto a turbina a vapor é referida como **ST10**. Similarmente, as caldeiras recebem a denominação de **HRSG11** e **HRSG12**.

A planta foi construída em três fases. A seguir está uma relação dos principais eventos da história de sua implementação.

Fase 1

26	SET	1998	Primeira elevação da GT11 à velocidade nominal, com óleo diesel.
1	OUT	1998	Primeira sincronização da GT11 com óleo combustível.
6	ABR	1999	Início do primeiro período de operação comercial da GT11.
1	MAI	1999	Primeira elevação da GT12 à velocidade nominal, com óleo diesel.
12	MAI	1999	Primeira sincronização da GT12 com óleo combustível (início dos testes em 5 de maio).
3	AGO	1999	Início do primeiro período de operação comercial da GT12. GT11 indisponível, parada para manutenção.
16	NOV	1999	Início do segundo período de comissionamento da GT11.
21	DEZ	1999	Início do segundo período de operação comercial da GT11. GT12 indisponível, parada para manutenção.
22	MAR	2000	Início do segundo período de comissionamento da GT12.
11	MAI	2000	Início do segundo período de operação comercial da GT12. **Ambas as turbinas em operação comercial com óleo diesel**.

Fase 2

14	SET	2000	Início dos trabalhos de conversão da GT11 para ciclo combinado em óleo diesel.
9	OUT	2000	Início do terceiro período de comissionamento da GT11 (ciclo combinado em óleo diesel).
1	NOV	2000	Primeira sincronização da ST10 (início dos testes em 29 de outubro).
16	NOV	2000	Início dos trabalhos de conversão da GT12 para ciclo combinado em óleo diesel. Início do terceiro período de operação comercial da GT11.
2	DEZ	2000	Início do terceiro período de comissionamento da GT12 (ciclo combinado em óleo diesel).
29	JAN	2001	Início do terceiro período de operação comercial da GT12. **GT11/GT12/ST10 em operação comercial a óleo diesel**.

Fase 3

6	AGO	2001	Início dos trabalhos de conversão da GT11 para operação com gás natural.

15	AGO	2001	Primeira sincronização da GT11 operando com gás natural (início do comissionamento em 12 de agosto).
8	SET	2001	Início dos trabalhos de conversão da GT12 para operação com gás natural.
7	OUT	2001	Primeira sincronização da GT12 operando com gás natural (início do comissionamento em 4 de outubro).
25	ABR	2002	Teste de performance completo da planta.
1	MAI	2002	**Início do período comercial definitivo (fase III) com gás natural.**

8.2. O "KKS"

KKS é a abreviatura do termo alemão "*Kraftwerk-Kennzeichensystem*", que significa "Sistema de Identificação de Plantas de Força". O KKS é usado para identificar partes de usinas e de seus sistemas auxiliares, foi desenvolvido por operadores e fabricantes de sistemas de plantas e se aplica a todos os tipos de usinas. Trata-se do sistema de identificação adotado pela Pantanal Energia para os equipamentos do ciclo combinado.

As informações mostradas a seguir foram retirada da documentação oficial da SIEMENS, referência 1.1.1-06000-00001.

Um identificador de KKS consiste de letras e números e é subdividido em quatro níveis de classificação (*breakdown levels*), como mostrado a seguir:

* Nível de classificação **0**: identifica toda uma unidade da planta.
* Nível de classificação **1**: identifica o sistema.
* Nível de classificação **2**: identifica o equipamento.
* Nível de classificação **3**: identifica o componente.

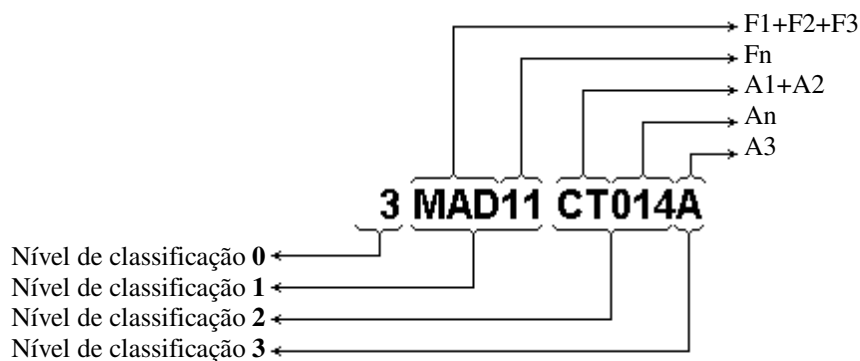



Figura 7 – Exemplo de código KKS

A formação de um identificador é explicada a seguir com o seguinte exemplo: o identificador para a medição de temperatura no mancal da turbina da terceira unidade de uma planta (***3MAD11CT014A***).

8.2.1. NÍVEL DE CLASSIFICAÇÃO 0

Trata-se da designação de um bloco numa estação de força que possui vários blocos. Ela é omitida quando esta estação de força possui apenas um bloco. Aparece em planos do sistema, listas e descrições, etc. Este nível não é declarado pelo sistema KKS, podendo ser escolhido sem restrições. A usina possui quatro níveis distintos:

00 – Sistemas auxiliares em geral
01 – Sistemas auxiliares únicos para ambas as turbinas a gás

10 – Sistemas da ST10
11 – Sistemas da GT11
12 – Sistemas da GT12

8.2.2. Nível de Classificação 1

A letra “***M***” (código de função F1) identifica tudo relacionado à máquina principal.

Todas as partes da turbina a vapor e de seus sistemas auxiliares são designadas “***MA***” (códigos F1+F2). Para o gerador é usado “***MK***”.

A letra “***D***” designa a área à qual a peça pertence. “***D***”, especificamente, representa o sistema dos mancais.

O código numérico de dois dígitos (Fn) designa uma seção do sistema. Neste exemplo o número “***11***” representa o primeiro mancal da turbina ou do gerador.

8.2.3. Nível de Classificação 2

A combinação de letras “***CT***” (código A1+A2) indica a função de uma peça ou parte. As seguintes combinações de letras são encontradas:

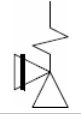
AA	Válvulas (incluindo atuadores)	***BZ***	Outras unidades
AC	Trocadores de calor	***CE***	Medições de grandezas elétricas
AE	Mecanismo de rotação ou levantamento	***CF***	Medidores de fluxo
AH	Aquecedores e resfriadores	***CG***	Instrumentos de medição de posição
AM	Misturadores	***CL***	Instrumentos de medição de nível
AN	Ventiladores e sopradores	***CM***	Instrumentos de medição de umidade
AP	Bombas	***CO***	Dispositivos de medição de propriedades de um material
AS	Dispositivos de ajuste	***CP***	Instrumentos de medição de pressão
AT	Filtros e atomizadores	***CQ***	Dispositivos de medição de variáveis de qualidade
AV	Queimadores	***CR***	Monitores de chama
AX	Dispositivos de teste	***CS***	Instrumentos de medição de vel. angular (rpm)
AZ	Outras unidades	***CT***	Instrumentos de medição de temperatura
BB	Containers, vasos de estocagem	***CY***	Instrumentos de medição de vibração
BP	Diafragmas de estrangulamento, orifícios	***GC***	Termopares ou termostatos de referência
BQ	Balanças	***GF***	Sub-distribuidores (caixas terminais de passagem)
BR	Tubulações	***GQ***	Tomadas de força
BS	Silenciadores	***GS***	Botões/dispositivos de impulso ou chaveamento
BY	Reguladores mecânicos	***GT***	Transformadores

O código numérico de três dígitos An “***014***” é um número serial com o qual podem-se distinguir as partes dentro de um mesmo estágio funcional com a mesma combinação de letras. Nesta conexão, certas faixas de números são alocadas a certas funções, no caso de instrumentos de medida e de acessórios.

O esquema é como se segue:

Número	***Válvulas: AA***	***Tubulações: BR***	***Circuitos de medição: C***

<table>
<tr><td>001-050</td><td rowspan="2">Válvulas no fluxo principal</td><td rowspan="2">Válvulas</td><td rowspan="4">Tubulações principais</td><td rowspan="5">Circuitos de medição binária e analógica</td></tr>
<tr><td>051-100</td></tr>
<tr><td>101-150</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">Válvulas de controle</td></tr>
<tr><td>151-190</td></tr>
<tr><td>191-199</td><td></td><td>Válvulas de alívio/segurança</td><td>Linhas de alimentação e blow-off para as válvulas de alívio/segurança</td></tr>
<tr><td>201-250</td><td colspan="2">Válvulas de retenção</td><td rowspan="2">Não é usado</td><td rowspan="2">Teste automático</td></tr>
<tr><td>251-299</td><td colspan="2">Válvulas operadas manualmente</td></tr>
<tr><td>301-399</td><td colspan="2">Válvulas p/ isolação de dispositivos de medição</td><td>Linhas de pressão</td><td>Não é usado</td></tr>
<tr><td>401-499</td><td colspan="2">Válvulas de dreno</td><td>Tubulações de dreno</td><td>Teste de aceitação</td></tr>
<tr><td>501-599</td><td colspan="2">Válvulas de ventilação</td><td>Tubulações de ventilação</td><td>Circuito de medição local</td></tr>
<tr><td>601-699</td><td colspan="2">Válvulas de amostragem/dosagem</td><td>Tubulações de amostragem/dosagem</td><td>Não é usado</td></tr>
<tr><td>701-799</td><td colspan="2">Válvulas para controles internos</td><td>Tubulações para controles internos</td><td rowspan="2">Restrito</td></tr>
<tr><td>801-899</td><td colspan="2" rowspan="2">Não é usado</td><td rowspan="2">Não é usado</td></tr>
<tr><td>901-999</td><td>Circuitos de medição conectados</td></tr>
</table>

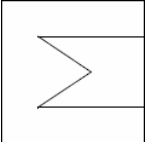
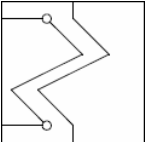
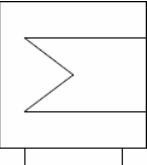
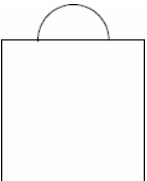
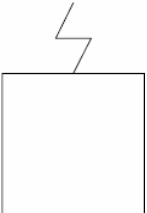
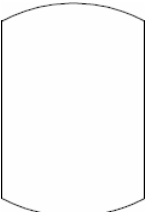
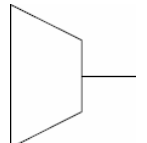
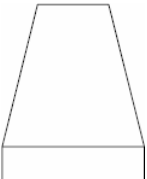
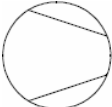
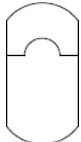
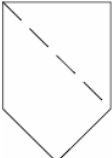
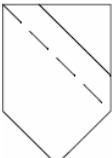
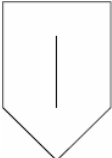
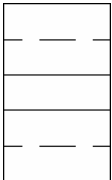
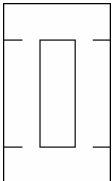
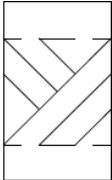
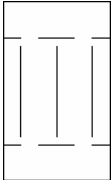
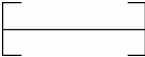
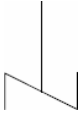
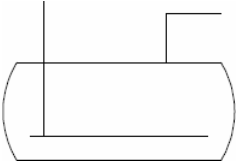
8.2.4. Nível de Classificação 3

No caso de instrumentos de medição com vários componentes, os componentes individuais são distinguidos por letras no código A3.

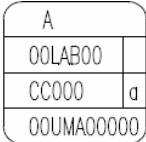
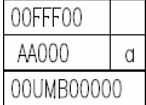
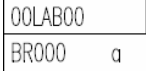
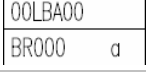
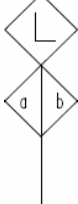
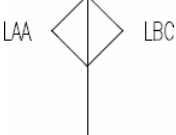
8.3. Simbologia dos Processos

Os símbolos a seguir integram os diagramas de processo da documentação técnica na planta, de acordo com as normas DIN 2481 e DIN 19227.

8.3.1. Válvulas

	Válvula (geral)
	Válvula gaveta
	Válvula globo
	Válvula esfera, *plug*
	Válvula gaveta em ângulo (geral)
	Válvula globo em ângulo
	Válvula globo de 3 vias
	Válvula de redução de pressão
	Válvula de redução de pressão em ângulo
	Válvula de redução de pressão com injeção
	Válvula de redução de pressão em ângulo com injeção

	Válvula de segurança
	Válvula de retenção de fluxo livre
	Válvula diafragma
	Válvula de liberação de ar automática
	Válvula de retenção de balanço
	Válvula borboleta
	Armadilha de vapor, purgador

8.3.2. ATUADORES

	Atuador manual
	Atuador motorizado
	Atuador por diafragma
	Atuador por mola
	Atuador com função de controle
	Atuador a pistão
	Atuador solenóide (1 bobina)
	Atuador com peso/contrapeso
	Atuador de meios gerais (genérico)
	Atuador manual com acesso restrito
	Atuador com parada de emergência (*emergency stop*)
	Atuador com conexão para meio de selamento

8.3.3. Componentes de Tubulações

Símbolo	Descrição
	Flange de conexão (geral)
	Flange cega
	Flanges para válvula
	Acoplamento (geral)
	Conexão “ponta-bolsa” (*cup nut*)
	Conexão roscada
	Redução (*reducer*, *increaser*)
	Tampa
	Funil
	Coletor de drenos
	Abertura para a atmosfera
	Silenciador
	Placa de orifício
	Raquete transparente (*spectacle blind*)
	Raquete cega (*blind plate/disc*)
	Restritor de fluxo de orifício
	Bocal de *spray*, para distribuição de fluidos
	Canal de drenagem
	Misturador estático
	Indicador de fluxo com visualização local
	Controlador de nível
	Disco de ruptura
22.00 %	Inclinação
	Compensador

8.3.4. EQUIPAMENTOS

Símbolo	Descrição
	Trocador de calor com fluxo cruzado (símbolo simplificado)
	Resfriador Trocador de calor sem fluxos cruzados
	Aquecedor de água elétrico
	Condensador de vapor (geral)
	Caldeira de vapor
	Gerador de vapor com superaquecedor
	Vaso Tanque
	Turbina Dispositivo com expansão do fluido operacional
	Torre de resfriamento (geral)

Símbolo	Descrição
	Bomba de líquido (geral)
	Compressor (geral) Bomba de vácuo (geral)
	Acumulador com diafragma
	Dsipositivo filtrante com tela (geral)
	Coletor de resíduos (*trash rake*)
	Separador (geral, símbolo simplificado)
	Filtro de troca iônica
	Filtro de carbono ativado
	Filtro de leito misto
	Filtro de cascalho, do tipo fechado
	Fechamento de laje isolante

G	Gerador
	Agitador Mexedor
	Tela de cobertura/proteção
	Tanque de água de alimentação com desareação
F	Sensor de fluxo com placa de orifício

8.3.5. IDENTIFICAÇÃO DE SISTEMAS

A 00LAB00 CC000 a 00UMA00000	KKS para medições
00FFF00 AA000 a 00UMB00000	KKS para válvulas e equipamentos
00LAB00 BR000 a	KKS para tubulações e direção única de fluxo
00LBA00 BR000 a	KKS para tubulações e fluxo bidirecional
L a b	Limite de suprimento
LAA LBC	Limite de sistemas (por KKS)
1	Triângulo de identificação de modificações

8.4. IDENTIFICAÇÃO DAS ÁREAS DA USINA

Toda a área da usina é mapeada conforme a convenção do KKS, e cada região funcional possui uma designação específica, que começa com a letra U. Estes códigos são

utilizados extensivamente dentro da documentação técnica e durante o trabalho do dia-a-dia das equipes de Operação e Manutenção.

A tabela a seguir lista as áreas existentes:

Código da Área (KKS)	Descrição/localização
00UAA	Subestação
00UAC	Sala de comando da subestação
00UBA	Container de acionamento e controle (CCM)
00UBA50	CCM da planta de desmineralização
00UBA60	CCM da planta de tratamento de óleo diesel
00UBA92-93	CCM para os sistemas auxiliares da planta
00UBH01-03	"*Pits*" de coleta de óleo
00UBN	Gerador diesel de emergência
00UCA/UYA	Prédio administrativo/sala de controle
00UEH01-06	Baias de descarregamento de óleo diesel
00UEJ01-03	Tanques para armazenamento de óleo diesel
00UEL	Área de tratamento de óleo diesel
00UGA01-02	Tanques de água bruta
00UGC	Tanque de água desmineralizada
00UGD	Planta de desmineralização
00UMY	*Pipe rack* comum entre o HRSG11 e o HRSG12
00USG	Área das bombas de combate a incêndio
00UST	Almoxarifado
00USU	Área de armazenamento de cilindros
00USV	Laboratório
00USX	Área do sistema de espuma para combate a incêndio
00UYE	Portaria
00UZA	Vias de circulação de automóvel
00UZD	Estacionamento
01UEN01	Tanque de gás de ignição
01UEN02	Estação de recepção de gás natural (Gasocidente)
01UEX01	Tanque de CO_2 para GTs
01UEX02	Válvulas de controle e isolação do óleo diesel
01UTX	Resfriadores dos geradores das GTs
10UBA21-22	CCM para a ST10
10UBA23	CCM para bombas de 6,6kV

10UBA32	CCM para os HRSGs
10UBA42	CCM para a Torre de Resfriamento
10UBF	Transformador da ST10
10UGX01	Estrutura de amostragem de água/vapor da ST10
10UHX	Tanque de drenos dos HRSGs (LCL)
10ULA	Bombas de água de alimentação dos HRSGs
10UMA	Prédio da ST10
10URA	Torre de resfriamento
10URD	Bombas de circulação da torre de resfriamento
10URS	Caixa de passagem do *blowdown* da torre
10URX	Dosagem de químicos da torre de resfriamento
11/12UBA01-03	CCM da GT11/GT12
11/12UBE	Transformador auxiliar da GT11/GT12
11/12UBF	Transformador principal da GT11/GT12
11/12UBX	Disjuntor do gerador da GT11/GT12 (BAC)
11/12UEN	Pré-aquecedor de gás da GT11/GT12
11/12UHA	HRSG11/HRSG12
11/12UHN	Chaminé do HRSG11/HRSG12
11/12UMB	Prédio da GT11/GT12
11/12UMY	*Pipe rack* do HRSG11/HRSG12
11/12UTX	Resfriador do oleo lubrificante da GT11/GT12
Áreas com outra identificação (não KKS)	**Descrição**
ETA	Estação de tratamento de água (WTP)
ETE	Estação de tratamento de efluentes
PS-01	Estação elevatória 1
PS-02	Estação elevatória 2
PS-03	Estação elevatória 3
PS-04	Estação elevatória 4
PS-05	Estação elevatória 5

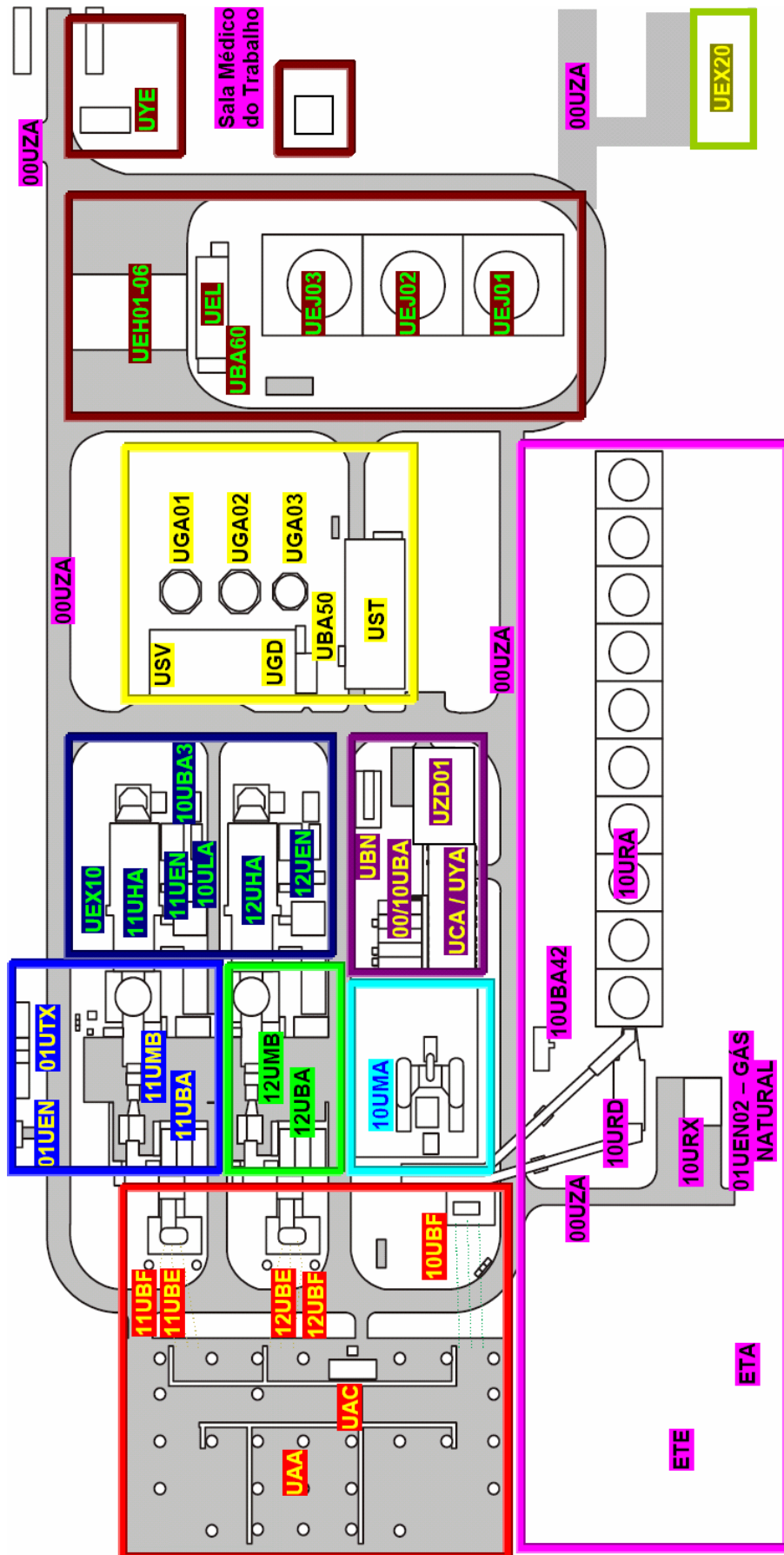



Figura 7 – Identificação das principais áreas da usina